



Intégration d'une batterie à circulation pour lisser la puissance quotidienne fournie par une hydrolienne sur un réseau îloté

Zhibin Zhou, Franck Scuiller, Jean Frédéric Charpentier, Mohamed Benbouzid

► To cite this version:

Zhibin Zhou, Franck Scuiller, Jean Frédéric Charpentier, Mohamed Benbouzid. Intégration d'une batterie à circulation pour lisser la puissance quotidienne fournie par une hydrolienne sur un réseau îloté. SGE 2014, Jul 2014, Cachan, France. pp.1-6. hal-01023513

HAL Id: hal-01023513

<https://hal.science/hal-01023513>

Submitted on 13 Jul 2014

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Intégration d'une batterie à circulation pour lisser la puissance quotidienne fournie par une hydrolienne sur un réseau îloté

Zhibin ZHOU^{1,2}, Franck SCUILLER¹, Jean Frédéric CHARPENTIER¹, Mohamed BENBOUZID²

¹Ecole Navale, EA 3634, IRENav

²Université de Brest, EA 4325, LBMS

RESUME - En raison de la prévisibilité des courants marins, les hydroliennes apparaissent a priori comme très attractives en tant que source d'électricité future pour les zones côtières isolées et les îles éloignées situées à proximité de sites à forts courants comme les îles du Ponant au large du Finistère. Cependant la puissance produite par une hydrolienne varie considérablement avec la vitesse des courants marins pendant une journée. Cet article propose d'utiliser une batterie à circulation ou « flow battery » pour faciliter la gestion quotidienne de la puissance d'une hydrolienne et permettre de fournir ainsi une puissance demandée par les utilisateurs d'un réseau électrique isolé. Un générateur diesel de faible puissance est également intégré pour charger la batterie lorsque l'état de charge de la batterie est très bas et que le courant marin est insuffisant pour assurer l'alimentation du réseau et la recharge de la batterie. L'originalité du travail proposé repose ainsi sur l'étude de l'hybridation d'une hydrolienne associée à une batterie à circulation et à un générateur diesel.

Mots-clés—hydrolienne, batterie à circulation, puissance gestion, stockage d'énergie.

1. INTRODUCTION

La prévisibilité et la haute densité d'énergie des courants marins rendent les hydroliennes très attractives en tant que possible source d'électricité pour les zones côtières et les îles éloignées situées à proximité de sites à forts courants. Elles sont ainsi envisagées pour alimenter des îles comme celle d'Ouessant au large de Brest qui sont pour l'instant alimentées par des centrales au fuel et qui dépendent ainsi actuellement totalement d'apport extérieur de carburants fossiles [1]. Ces dernières années, diverses technologies de turbines ont été développées [2-3]. Cependant la puissance produite par une hydrolienne varie considérablement pendant une journée avec les marées montantes et descendantes. En outre, au cours de certaines périodes où la vitesse du courant est très faible ($<1\text{m/s}$), l'hydrolienne ne peut alors pas injecter de l'énergie sur le réseau en raison de l'inertie du système et des pertes mécaniques [4]. La demande d'électricité du réseau (liée aux consommateurs) varie quand à elle indépendamment de la vitesse des courants marins au cours de la journée. Les systèmes de stockage de l'énergie peuvent alors être une bonne solution pour équilibrer de manière instantanée la puissance produite et la puissance consommée au niveau du réseau [5].

Divers systèmes de stockage d'énergie (ESS) ont été étudiés pour être associés à une hydrolienne dans [6]. La technologie de type « flow » batterie (batterie à circulation d'électrolyte) apparaît très appropriée pour le stockage de l'énergie pendant les heures de forts courants marins en raison de sa capacité de décharge profonde, sa longue vie et sa souplesse de dimensionnement en termes de rapport puissance/énergie.

Ce travail propose d'utiliser une batterie à circulation pour équilibrer quotidiennement la puissance issue de l'hydrolienne et la puissance demandée par les utilisateurs du réseau. Un petit générateur diesel est également intégré pour charger la batterie lors que l'état de charge de la batterie est bas. La Figure 1 montre la structure générale du système étudié dans ce travail (les acronymes MCT et BESS représentent respectivement la turbine et la batterie). L'objet de ce travail est de réduire la consommation de combustibles fossiles en utilisant un système hybride « hydrolien/batterie » comme source principale d'alimentation énergétique pour un réseau îloté.

Dans la section II, la puissance caractéristique de l'hydrolienne et la demande typique de charge en fonction du temps sur la base d'une journée sont décrites. Dans la section III, la modélisation et le calcul des paramètres de dimensionnement d'une batterie à circulation sont présentés. Dans la section IV, la stratégie de contrôle de la batterie et les simulations de la production du système hybride avec et sans générateur diesel sont présentés. La conclusion est donnée dans la section V.

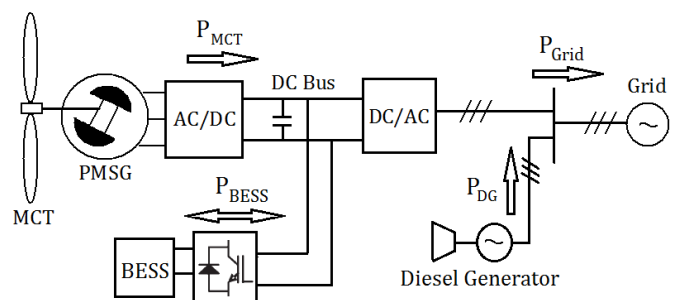


Fig.1 Schéma général d'un système hybride hydrolien/batteries/diesel

2. MODELISATION DE LA PRODUCTION DE L'HYDROLIENNE

La puissance produite par une hydrolienne à axe horizontal peut être calculée classiquement par l'équation suivante [3].

$$P_{MCT} = \frac{1}{2} \rho C_p \pi R^2 V_{tide}^3 \quad (1)$$

Où ρ est la densité de l'eau de mer et R le rayon de la turbine qui sont considérés comme des constantes; V_{tide} est la vitesse du courant marin; C_p est le coefficient de puissance de la turbine qui dépend de la structure et de l'hydrodynamique des pales de turbine (et donc du régime de fonctionnement). Pour des conceptions typiques d'hydrolienne, la valeur de C_p optimale pour un fonctionnement normal est estimée être de l'ordre de 0,35 à 0,5 [7]. Pour une turbine donnée, la courbe définissant C_p peut être considérée comme une fonction du rapport de la vitesse de périphérique des pales à la vitesse du fluide appelé λ ou Tip Speed Ratio (TSR) en anglais et de l'angle de pas de la pale appelé β . Cette fonction peut être déterminée pour une hélice donnée par des mesures expérimentales ou des simulations numériques [8]. La courbe de C_p utilisée dans ce travail est donnée à la Fig. 2. Cette courbe ne dépend que de λ car l'hélice est ici une hélice à pas fixe ($\beta = 0$).

Le système est conçu pour suivre la courbe de puissance maximale (fonctionnement à C_{pmax} ou MMPT) jusqu'à ce que le rotor atteigne une vitesse de 25 tours par minute (2.62 rad/s) pour une vitesse de courant marin de 3.2 m/s et une puissance nominale de 1.5MW. Lorsque le courant de marée dépasse 3,2 m/s, la puissance de l'hydrolienne est alors limitée à sa valeur nominale de 1.5MW par des stratégies de limitation de puissance par survitesse définies dans la référence [9]. La figure 3 montre les puissances extractibles sous différentes vitesses des courants marins, qui sont calculées à partir de la courbe de C_p et de l'équation (1).

La figure 4a montre le profil théorique (sans perturbations) de la vitesse du courant marin due à une marée semi-diurne au cours d'une journée. La figure 4b montre la puissance pouvant être produite par l'hydrolienne étudiée de 1.5MW, ainsi que le profil considéré pour la puissance demandée par le réseau sur cette période. La puissance de la turbine évolue proportionnellement au cube de la vitesse du fluide. Ceci permet à l'hydrolienne de produire une puissance beaucoup plus élevée que la puissance demandée au moment des forts courants.

Cependant lorsque la vitesse du courant de marée est inférieure à 1 m/s, la turbine est incapable de produire de l'énergie (la puissance pouvant être produite mécaniquement ne peut alors compenser les pertes du système). La puissance demandée par le réseau (P_{Grid} dans Fig. 4b) est calculée sur la base de courbes typiques de charge [10] pendant une journée. Le cas étudié correspond à une configuration particulièrement défavorable où les « creux » de puissance hydrolienne correspondent aux périodes de fortes demandes (Fig. 4b). On constate alors que pendant ces périodes (10h-12h et 18h-20h) la turbine ne peut que produire une faible puissance ou aucune puissance à cause de la faible valeur des courants marin.

Dans ce cas, l'adjonction d'un système de stockage d'énergie est nécessaire pour stocker l'énergie excédentaire

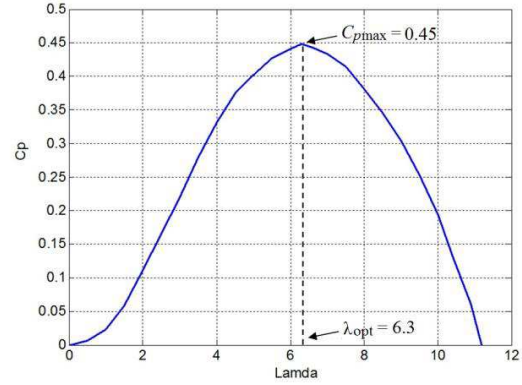


Fig. 2. Courbe $C_p(\lambda)$ de la turbine étudiée.

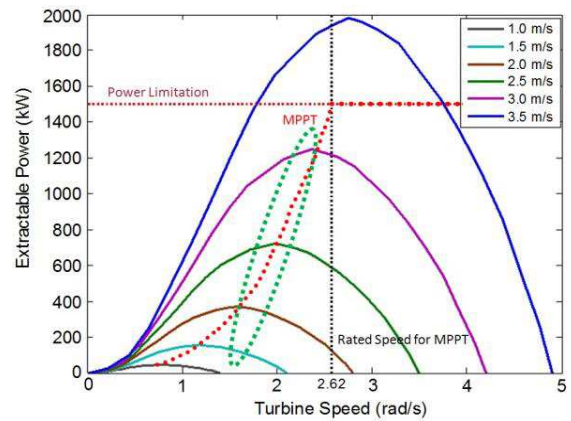


Fig. 3. Puissances extractibles pour différentes vitesses des courants marins.

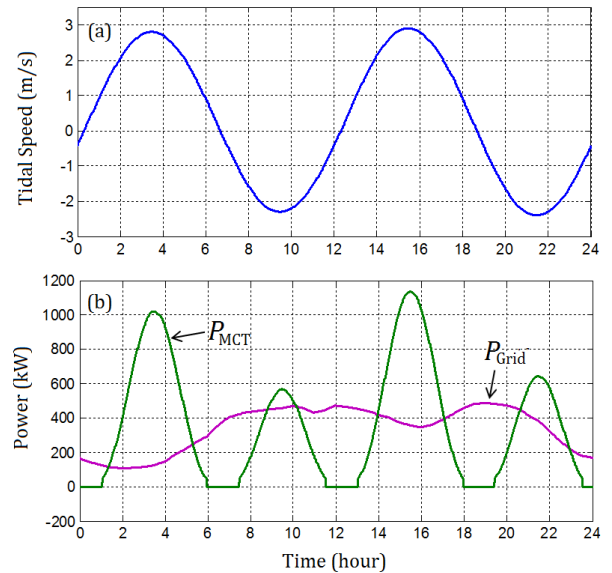


Fig. 4. Cas typique pour une journée: (a) vitesse du courant marin, (b) puissance produite par l'hydrolienne (P_{MCT}) et puissance demandée par le réseau (P_{Grid}).

pendant les périodes de fortes production de l'hydrolienne et d'injecter l'énergie stockée sur le réseau pendant les périodes de forte demande. La différence maximale entre les puissances produites et demandées (P_{MCT} et P_{Grid}) pendant la journée peut alors être considérée comme la puissance nominale de la batterie. La variation d'énergie maximum (calculée par intégration de la différence de puissance représentée sur la Fig. 4b) peut servir de base pour l'estimation de la capacité minimale requise de la batterie. Le système de batterie (BESS) étudié dans ce travail possède ainsi une puissance de 1 MW et une capacité énergétique de 3MWh.

3. MODELISATION DE LA PRODUCTION DE L'HYDROLIENNE

3.1. Modèle de la batterie

La figure 5 montre le modèle comportemental d'une batterie à circulation de type Vanadium Redox (VRB). Le courant de la pile (I_{stack}) et la tension de la pile (V_{stack}) représentent respectivement les courants cellulaires de la pile et la force électromotrice interne de la batterie. Ces deux grandeurs sont utilisées pour estimer l'état de charge (SoC) de la batterie. Les différentes pertes de la batterie sont modélisées et représentées par les résistances de la Fig. 5 et par I_{pump} dans le circuit équivalent.

Ce modèle de circuit équivalent est proposé dans [11] et utilisé dans d'autres travaux [12-13], les calculs des paramètres du modèle sont détaillés ci-dessous.

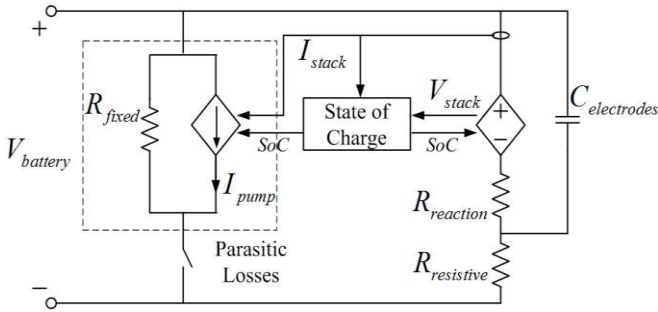


Fig. 5. Circuit équivalent de la batterie issu de [12].

La tension de pile de la batterie représente la force électromotrice interne de la batterie. Cette valeur est directement liée à l'état de charge de la batterie :

$$V_{stack} = n \cdot \left(1.4 + k \ln \left(\frac{SoC}{1 - SoC} \right) \right) \quad (2)$$

n est le nombre de cellules en série dans la pile de batterie; la force électromotrice nominale pour une cellule est ici de 1.4V ; k est un coefficient relatif à la température et peut prendre une valeur comprise entre 0,0514 et 25. La tension de la batterie peut alors être calculée à partir de la Fig. 5 par

$$V_{battery} = V_{stack} + I_{stack} (R_{reaction} + R_{resistive}) \quad (3)$$

Il convient de noter que le courant de la pile I_{stack} prend une valeur positive pour le mode de charge et une valeur négative pour le mode de décharge. Le courant de la batterie possède le même signe que le courant de la pile et peut être obtenu en tenant compte des pertes parasites,

$$I_{battery} = I_{stack} + \left(\frac{V_{battery}}{R_{fixed}} + I_{pump} \right) \quad (4)$$

Les résistances internes ($R_{reaction}$ et $R_{resistive}$) et la résistance parasite R_{fixed} sont liées aux pertes de puissance au niveau du courant de décharge de la batterie. Leurs valeurs sont généralement considérées comme constantes au cours du fonctionnement du système.

La batterie à circulation d'électrolyte au Vanadium a un rendement d'environ 79% pour son courant nominal I_{bmax} avec 20% d'état de charge (SoC). On peut estimer que les pertes de puissance nominale soient de $\xi_N = 21\%$ dont 15% pour les pertes internes (ξ_1 et ξ_2 correspondent respectivement aux pertes modélisées par $R_{reaction}$ et $R_{resistive}$) et 6% pour les pertes parasites (ξ_3 et ξ_4 qui sont modélisées respectivement par R_{fixed} et I_{pump}). Ces données nominales permettent ainsi de fixer des valeurs aux paramètres de la Fig. 5.

Afin de permettre à la batterie de fournir une puissance nominale P_N avec un niveau de perte nominale ξ_N , la puissance de la pile doit être calculée par

$$P_{stackN} = \frac{P_N}{1 - \xi_N} \quad (5)$$

Pour les pertes parasites fixes, R_{fixed} peut être calculée par

$$R_{fixed} = \frac{V_{bmin}^2}{\xi_3 \cdot P_{stackN}} \quad (6)$$

V_{bmin} est la tension de batterie minimale définie pour le courant maximal de décharge I_{bmax} (en considérant que ce courant est le courant nominal de la batterie). La relation avec la puissance nominale est alors $P_N = V_{bmin} \times I_{bmax}$.

Pour les pertes liées au courant de pompage, elles sont liées au courant de la pile et à l'état de charge comme indiqué par

$$P_{pump} = V_{battery} \times I_{pump} = k \cdot \left(\frac{|I_{stack}|}{SoC} \right) \quad (7)$$

La constante k' peut alors être estimée au point de fonctionnement correspondant à I_{bmax} . Si les pertes de pompage sont estimées comme deux fois plus grandes que les pertes liées à la résistance parasite (pour un courant I_{bmax} et 20% de SoC), k' peut alors être calculé par

$$k' = \frac{0.2 \xi_4 P_{stackN}}{I_{bmax} + 3I'} \quad (8)$$

Où I' est le courant traversant la résistance parasite R_{fixed} au point de fonctionnement correspondant à I_{bmax} . Le courant I_{pump} peut être ensuite calculé par la formule (9).

$$I_{pump} = \frac{k'}{V_{bmin}} \left(\frac{|I_{stack}|}{SoC} \right) = \frac{0.2 \xi_4 P_{stackN}}{P_N + 3 \xi_3 P_{stackN}} \left(\frac{|I_{stack}|}{SoC} \right) \quad (9)$$

Les résistances internes, $R_{reaction}$ et $R_{resistives}$ peuvent être calculées par la méthode proposée dans [12]. L'état de charge de la batterie peut être alors être calculé comme suit.

$$SoC_i = SoC_{i-1} + \Delta SoC \quad (10)$$

$$\Delta SoC = \frac{\Delta E}{E_N} = \frac{V_{stack} I_{stack} \Delta t}{P_N T_N} \quad (11)$$

où Δt est le pas de calcul, E_N est la capacité énergétique de la batterie et T_N est le temps pendant laquelle la batterie peut fournir P_N .

3.2. Caractéristiques de charge-décharge de la batterie

La batterie étudiée correspond à une puissance $P_N = 1\text{MW}$ et à une capacité énergétique de $E_N = 3\text{MWh}$. La tension de la batterie en circuit ouvert à 50% de SoC est de 1500V. Elle comprend $n = 1072$ cellules en série. La tension de batterie minimale est $V_{bmin} = 1170\text{V}$ et le courant de décharge maximal est $I_{bmax} = 855\text{A}$. Les pertes de puissance servant au calcul des résistances et des paramètres du modèle de batterie sont définies comme suit : $\xi_1 = 9\%$, $\xi_2 = 6\%$, $\xi_3 = 2\%$ et $\xi_4 = 4\%$. Chaque condensateur de cellule de la batterie est d'environ 6F. La capacité de l'électrode équivalente pour 1072 cellules en série vaut alors $C_{electrodes} = 6\text{F}/1072$. Le jeu de paramètres complet du modèle correspondant à cette configuration est donné en annexe.

Les figures 6 et 7 montrent les caractéristiques de charge-décharge de la batterie utilisée dans cet article. La batterie est chargée 3 heures avec un courant constant de 600A à partir d'une valeur initiale d'état de charge (SoC) de 0.1. Elle est ensuite déchargée durant 3 heures avec un courant de la même amplitude. Selon la Fig. 6, on peut constater qu'à l'instant de commutation du mode de charge au mode de décharge, $V_{battery}$ est discontinue en raison du changement de la polarité de la tension sur les résistances internes. La différence entre $I_{battery}$ et I_{stack} sur la Fig. 7 est provoquée par les pertes parasites.

Dans ce cycle de charge-décharge à courant constant, le mode de décharge ne peut pas durer plus de 3 heures en raison des pertes dans la batterie. La batterie doit être désactivée lorsque l'état de charge est trop faible (5% de SoC sur la Fig. 7). Lorsque la batterie est désactivée, le courant de la batterie est nul et $V_{battery}$ est égal à la force électromotrice interne V_{stack} comme indiqué sur la Fig. 6.

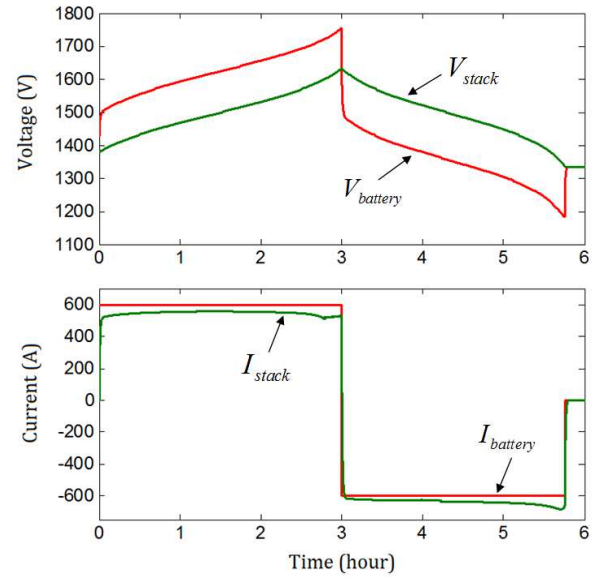


Fig. 6. Tension et courant pendant un cycle de charge-décharge.

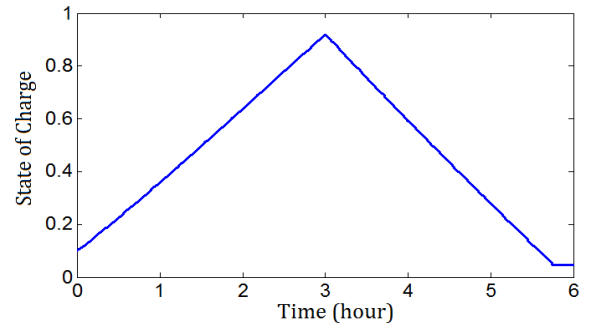


Fig. 7. Etat de charge de la batterie pendant le cycle de charge-décharge.

4. SYSTEME HYBRIDE HYDROLIEN/BATTERIE

4.1. Configuration système et contrôle de la batterie

La structure générale du système hybride hydrolien et batterie est décrit à la Fig. 1. Le travail présenté se concentre sur la modélisation et le contrôle de la batterie. L'objectif est que la puissance produite corresponde à la demande des utilisateurs du réseau sur une base quotidienne. La vitesse du courant marin pour une journée utilisée dans ce travail est présentée à la Fig. 4a. Le système hydrolien est modélisé comme une source d'alimentation à puissance variable (Eq (1) et Fig. 4b). L'hydrolienne a une puissance nominale de 1.5 MW et la tension du bus continu du convertisseur qui lui est associé est $V_{dc} = 1500\text{V}$.

D générateurs diesel, représentés sur la Fig. 1, sont intégrés au système. Ils servent de source d'alimentation complémentaire. Ces générateurs diesel peuvent être utilisés pour équilibrer la puissance pendant les pics de charge ou fournir une alimentation de secours pendant un défaut du système. Dans ce travail, ce système de générateurs diesel est modélisée comme une source triphasée qui alimente le réseau lorsque l'état de charge de la batterie est trop faible.

La batterie est connectée au bus continu du convertisseur par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC comme

représenté sur la Fig. 1. Les modèles utilisés des convertisseurs de puissance sont des modèles en valeur moyenne. Ceci permet de faciliter la simulation sur une longue période. Ainsi le convertisseur DC/DC buck-boost [14] qui est associé à la batterie peut être modélisé par

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{D_d}{1 - D_u} = D \quad (12)$$

V_{in} est dans le cas présent la tension du bus DC, V_{dc} . V_{out} correspond à la tension de la batterie $V_{battery}$; D est le rapport de tension lié aux rapports D_d et D_u . En mode step-down, $D_u = 0$ et D_d est contrôlé entre 0 et 1, alors que dans le mode de step-up, $D_d = 1$ et D_u est contrôlé entre 0 et 1. Dans ce travail, le rapport de tension D sert de référence de commande pour le modèle de convertisseur.

La puissance de référence de la batterie est réglée pour compenser la différence entre la production (de l'hydrolienne) et la demande de puissance du côté de réseau. Le contrôle de la puissance de la batterie est réalisé par un convertisseur DC-DC bidirectionnel qui augmente ou diminue la tension de batterie comme illustré par la Fig. 4.

$$P_{BESS}^* = P_{MCT} + P_{DG} - P_{Grid}^* \quad (13)$$

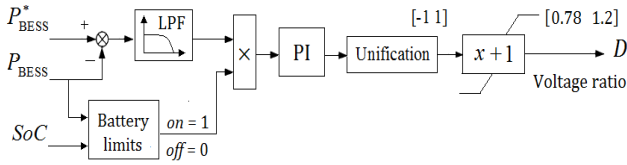


Fig. 8. Schéma du contrôle de la batterie.

La figure 8 montre le schéma du contrôle de la batterie. Dans ce contrôle, le rapport tension D est limité entre $0.78V_{dc}$ et $1.2V_{dc}$ ce qui correspond à une tension de batterie comprise entre 1170V et 1790V. Le module intitulé « Battery limits » sur la Fig. 8 est utilisé pour contrôler la valeur de D lorsque la batterie est désactivée. La batterie sera désactivée une fois que le SoC tend à sortir de la plage $[0,1]$, ou lorsque la valeur absolue de P_{BESS} atteint la valeur nominale de P_N .

4.2. Simulations sans générateur diesel

La vitesse du courant marin et la puissance moyenne produite par l'hydrolienne pendant une journée sont a priori prévisibles. Dans ce travail, la puissance demandée par les utilisateurs du réseau a une valeur moyenne égale de 90% de l'électricité moyenne produite compte tenu des pertes du système. Le profil de puissance de la demande du réseau (comme le montre la Fig. 4b) reflète la variation de charge pendant une journée.

Dans cette section, l'hydrolienne et la batterie sont dimensionnées pour fournir la puissance demandée par les utilisateurs. Une batterie de 3MWh dont le modèle est décrit dans la section précédente est associée au système hydrolien de

1.5MW. La figure 9 montre la puissance produite par l'hydrolienne, la puissance injectée dans le réseau et la puissance fournie ou stockée au niveau de la batterie. Une puissance positive pour la batterie indique que la batterie se charge et une puissance négative indique que la batterie se décharge. Les figures 10 et 11 montrent la variation de la tension, du courant de batterie et de son état de charge (SoC). Pour un SoC initial de 0.4 (Fig. 11), on peut voir que l'état de charge (SoC) de la batterie varie dans entre 0.11 et 0.91 et, à la fin de la journée, l'état de charge final est en dessous de 0.2. Ce phénomène de diminution de l'état de charge est provoqué par les pertes de la batterie.

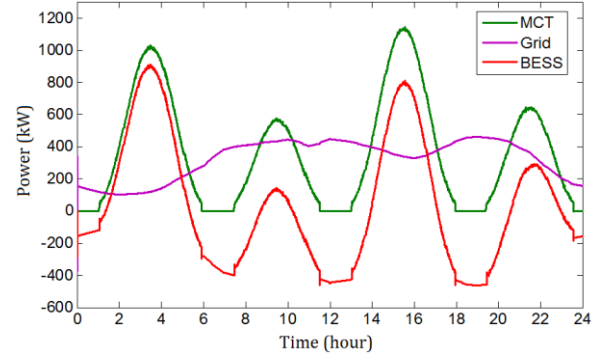


Fig. 9. Puissances transisant dans le système (SoC initial = 0.4).

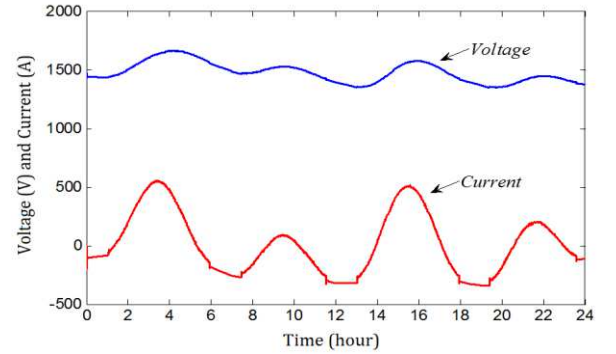


Fig. 10. Tension et courant de la batterie (SoC initial = 0.4).

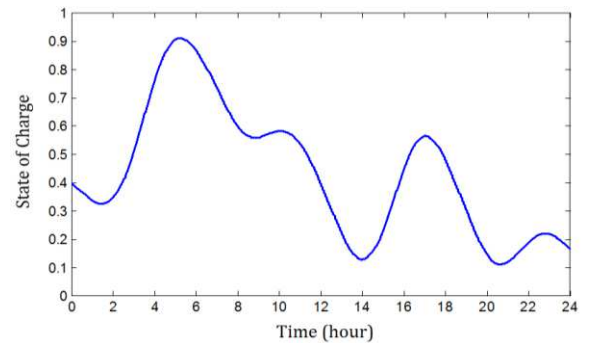


Fig. 11. Etat de charge de la batterie (SoC initial = 0.4).

Les figures 12 et 13 illustrent le cas où le SoC initial est égal à 0.3. Entre 13h05 et 14h00 ainsi qu'entre 20h10 et 20h50, l'état de charge atteint sa limite basse (SoC = 0.1) et la batterie est désactivée. Lorsque la batterie est désactivée, P_{Grid} va alors valoir P_{MCT} (illustré sur Fig. 12), ce qui signifie que la puissance demandée par les utilisateurs du réseau ne peut être satisfaite et qu'il faudrait a priori délester des utilisateurs pour que le réglage en fréquence du réseau puisse être assuré. Les réponses de tension/courant de la batterie sont présentées sur la Fig. 13.

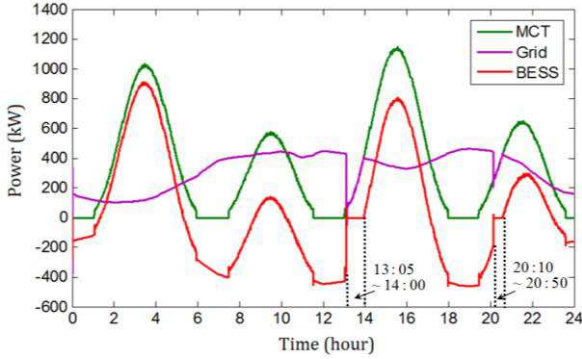


Fig. 12. Puissances transitant dans le système (SoC initial = 0.3).

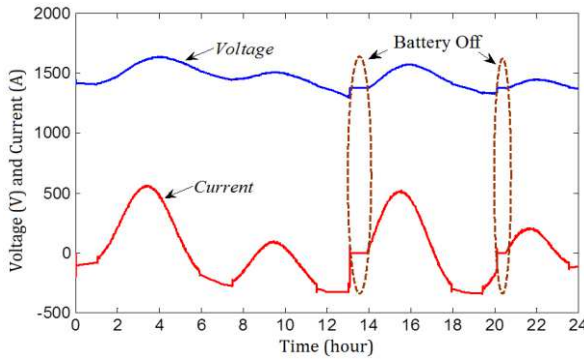


Fig. 13. Tension et courant de la batterie (SoC initial = 0.3).

4.3. Simulations avec générateur diesel

Pour fournir à tout instant la puissance demandée par les utilisateurs et charger la batterie lorsque l'hydrolienne ne peut plus produire assez de puissance, un générateur diesel (DG) est intégré dans le système en tant que source d'alimentation auxiliaire. Une simulation intégrant ce générateur diesel (qui produit 500kW) est effectuée et les résultats sont montrés sur les Figs. 14 à 16.

On peut voir que le DG est déclenché à 13h00 lorsque le SoC de la batterie est proche de 0.1. Le DG fournit alors la puissance nécessaire pour satisfaire la demande des utilisateurs du réseau. Dans le même temps, la batterie est chargée par le DG et l'hydrolienne. Le DG est désactivé lorsque la batterie atteint sa puissance nominale (à 14h40). Après ce point, la puissance produite par l'hydrolienne est suffisante pour charger la batterie et alimenter le réseau. De cette manière, on peut restaurer la capacité énergétique de la batterie et minimiser l'utilisation du générateur diesel dans le système.

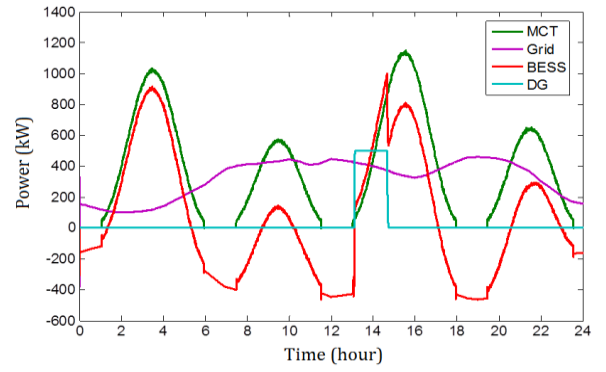


Fig. 14. Puissances transitant dans le système.

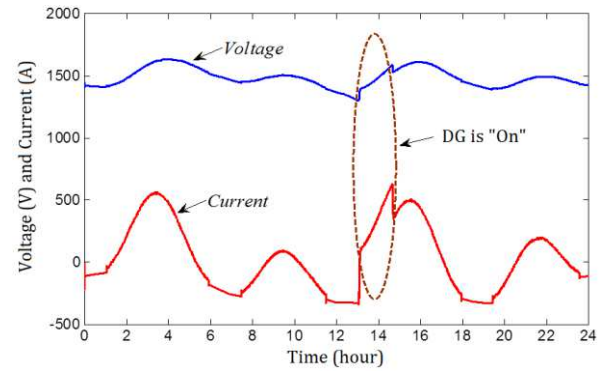


Fig. 15. Tension et courant de la batterie.

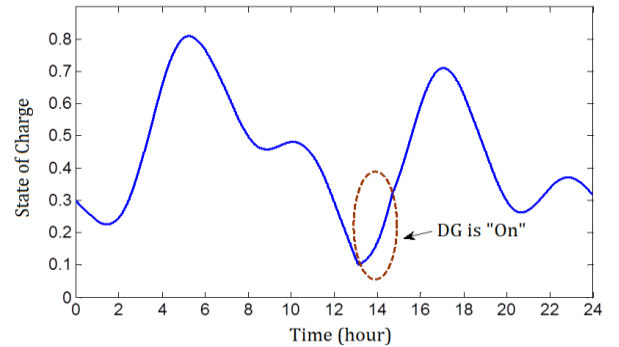


Fig. 16. Etat de charge de la batterie (SoC initial = 0.4).

Ce système hybride permet donc d'alimenter correctement un site isolé en minimisant les apports énergétiques extérieurs (carburants fossiles).

5. CONCLUSIONS

La puissance produite par une hydrolienne varie fortement pendant la période d'une journée à cause des variations de la vitesse du courant marin. Cet article propose alors d'utiliser un système de stockage électrochimique à circulation de type « flow batterie » pour que le système hydrolien puisse fournir la puissance demandée par les utilisateurs. La simulation d'un système hybride constitué d'une batterie à circulation et d'une hydrolienne est présentée par l'association d'une hydrolienne de 1.5MW connectée au réseau avec une batterie à circulation de 3WMh.

Le modèle de batterie utilisé prend en compte les différentes pertes de celle-ci. Les résultats de simulation relatifs au fonctionnement du système sur une journée ont validé l'efficacité du modèle de la batterie et de la stratégie de commande. Cependant la seule association d'une batterie et d'un système hydrolien ne suffit pas à fournir à tout instant la puissance demandée par les utilisateurs. C'est pourquoi un générateur diesel dimensionné pour alimenter le réseau et recharger la batterie dans les cas critiques est également associé au système. Les simulations illustrent la faisabilité de l'association proposée ainsi que de la stratégie de gestion sur une variation quotidienne de la puissance. Des travaux futurs concerneront le dimensionnement optimal des différents éléments du système pour minimiser le coût global (coût intégrant les coûts d'installation, de démantèlement, de fonctionnement et de maintenance) et pour minimiser les impacts (émissions de CO₂ et consommation énergétiques liés à la production de l'énergie par des générateurs diesels).

6. ANNEXE

Tableau 1. Paramètres pour le circuit équivalent de la batterie.

R_{fixed}	54.071 Ω
$R_{reaction}$	0.135 Ω
$R_{resistive}$	0.09 Ω
$C_{electrodes}$	0.0056 F
I_{pump} coefficient	0.0094

7. REMERCIEMENTS

Les auteurs voudraient remercier Brest Métropole Océane (BMO) pour sa contribution au financement de ces travaux de thèse.

8. REFERENCES

- [1] <http://www.letelegramme.fr/local/finistere-nord/brest/ville/hydrolien-sabella-prete-pour-l-immersion-05-04-2013-2059467.php>.
- [2] A.S. Bahaj, « Generating electricity from the oceans », *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 15, n°7, pp.3399-3416, Sept. 2011.
- [3] S. Benelghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, « Marine tidal current electric power generation technology: State of the art and current status », in *Proceedings of the 2007 IEEE IEMDC*, vol. 2, pp. 1407-1412, May 2007, Antalya (Turkey).
- [4] S. Benelghali, R. Balme, K. Le Saux, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier and F. Hauville, « A simulation model for the evaluation of the electrical power potential harnessed by a marine current turbine », *IEEE Journal on Oceanic Engineering*, vol. 32, n°4, pp. 786-797, Oct. 2007.
- [5] S. Vazquez, S.M. Lukic, E. Galvan, L.G. Franquelo and J.M. Carrasco, « Energy storage systems for transport and grid applications », *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 57, n°12, pp.3881-3895, Dec. 2010.
- [6] Z. Zhou, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, F. Scuiller, and T. Tang, « A review of energy storage technologies for marine current energy systems », *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 18, pp. 390-400, Feb. 2013.
- [7] W. M. J. Batten, A. S. Bahaj, A. F. Molland, and J. R. Chaplin, « The prediction of the hydrodynamic performance of marine current turbines », *Renew. Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 1085–1096, May 2008.
- [8] J.G. Slootweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder and W.L. Kling, « General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations », *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 18, n°1, pp.144-151, Feb. 2003.
- [9] Z. Zhou, F. Scuiller, J.F. Charpentier, M.E.H. Benbouzid and T. Tang, « Power limitation control for a PMSG-based marine current turbine at high tidal speed and strong sea state », in *Proceedings of the 2013 IEEE IEMDC*, pp. 75-80, May 2013, Chicago (USA).
- [10] B. Wu, B. Zhang, J. Wang, J. Li, *et al.* « Theoretical research for the application of flow storage battery in demand side management », in *Proceedings of the 2010 IEEE POWERCON*, pp. 1-7, Oct. 2010, Hangzhou (China).
- [11] J. Chahwan, C. Abbey and G. Joos, « VRB modeling for the study of output terminal voltages, internal losses and performance », in *Proceedings of the 2007 IEEE EPC*, pp. 387-392, Oct. 2007, Montreal (Canada).
- [12] Z. Zhou, F. Scuiller, J.F. Charpentier, M.E.H. Benbouzid and T. Tang, « Application of flow battery in marine current turbine system for daily power management », in *Proceedings of the 2014 IEEE ICGE*, March 2014, Sfax (Tunisia).
- [13] W. Li, G. Joós, and J. Bélanger, « Real-time simulation of a wind turbine generator coupled with a battery supercapacitor energy storage system », *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 57, n°4, pp.1137-1145, Apr. 2010.
- [14] F. Caricchi, F. Crescimbeni, F. Giulii Capponi and L. Solero, « Study of bi-directional buck-boost converter topologies for application in electrical vehicle motor drives », in *Proceedings of the 1998 IEEE APEC*, vol. 1, pp. 287-293, Feb. 1998, Anaheim (USA).